

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1700 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)»

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m1700)(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович		05.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Т.Н.		05.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		05.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		05.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1700 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Иркутская область).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки • Обзор современных производителей шарошечных долот
Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук.
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович, к.т.н. ассистент отделения общетехнических дисциплин.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Обзор современных производителей шарошечных долот.	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнения квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление /специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Методические указания по разработке раздела.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Нормативные источники.
	4. Налоговый кодекс РФ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	3. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна.Гавриловна.	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1700 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область)»	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	– Литературные источники. – Методические указания по разработке раздела. – Нормативные источники. – Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	– Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	– Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	– Расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Айдаров Лимар Ленурович		29.02.2020

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
---	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Общая и геологическая часть	5
14.04.2020	2. Технологическая части	40
13.04.2020	3. Обзор современных производителей шарошечных долот	15
04.04.2020	4. Социальная ответственность	15
21.04.2020	5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	15
02.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа (ВКР) содержит 76 страниц, 6 рисунков, 54 таблицы, 33 источников литературы и 16 приложений.

Ключевые слова: строительство скважины, бурение, проектирование, буровое долото, винтовой забойный двигатель, регулятор угла, шпиндельная секция, обсадная колонна, цементирование скважины, обсадная колонна, буровая установка.

Объектом ВКР служит разведочная скважина на месторождении Иркутской области.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 1700 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ современных производителей шарошечных долот
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, сокращения.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГТН – геолого-технический наряд;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементиловочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементилования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементиловочный агрегат

Оглавление

Введение	10
1 Общая и геологическая часть	11
1.1 Геологические условия	11
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)...	11
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть	16
2.1 Конструкция скважины	16
2.1.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.4 Разработка обвязки обсадных колонн	18
2.2 Углубление скважины	19
2.2.1 Выбор способа бурения	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.2.3 Выбор бурголовки и режимов бурения	21
2.2.4 Проектирование режимов бурения	21
2.2.4.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.2.5 Расчет частоты вращения долота	22
2.2.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.8 Выбор компоновки и расчет буровой колонны	26
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	35
2.4.1 Расчет обсадных колонн	35
2.4.2 Расчет внутренних избыточных давлений	36
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	38
2.5 Выбор буровой установки	42
3 Обзор современных производителей шарошечных долот	43
4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
5 Социальная	59
ответственность	59
Заключение	71
Приложение А.1	76
Приложение Б.1	84
Приложение В.1	90
Приложение Г.1	94
Приложение Д	108

Введение

Значение нефти и газа для современного мира и для нашей страны очень важно. Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно солями, с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно средней твердости и твердые.

Известно, что на месторождениях Иркутской области имеются проблемы высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, осыпей и обвалов, прихватоопасные зоны, риск нефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1700 м на месторождении Иркутской области с учетом данных горно-геологических условий.

Так же в работе ставится задача проанализировать современных производителей шарошечных долот.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия

Проектный стратиграфический разрез по проектируемой скважине представлен в таблице А.1. Литологический состав горных пород представлен в таблице А.2. Физико-механические условия бурения, а также свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3. Геокриологические характеристики разреза скважины А.4, приложение А. Градиенты температур, давлений гидроразрыва, горного давления, а также порового давления представлены в таблице 2.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).

Водоносность представлена в таблице А.5, приложение А.

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность , кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление на- сыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
Є _{1us}	1390	1400	Трещино- поровый.	705	15	50	—
Є _{1mt2} (Преображенский)	1630	1635	Трещино- поровый.	655	50	70	—
Є _{1mt1} (Верхнечонский Вч ₁)	1665	1675	Трещино- поровый.	790	100-150	75	—

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления									Температура в конце интервала	
			Пластового			гидроразрыва пород			горного				
	от	до	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения	°С	источник получения
			от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	5	—	0,073	ПГФ	0,186	0,186	РФЗ		0,23	РФЗ	—	—
C _{1ts}	5	25	0,085	0,085	ПГФ	0,186	0,186	РФЗ	0,23	0,23	- // -	—	—
Є _{3vl}	25	67	0,085	0,085	ПГФ	0,176	0,176	РФЗ	0,25	0,25	- // -	—	—
Є _{2-1lt}	67	150	0,100	0,100	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,25	0,25	- // -	—	—
	150	211	0,060	0,060	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,25	0,25	- // -	—	—
Є _{1an}	211	370	0,060	0,060	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
	370	578	0,100	0,100	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
Є _{1bl}	578	695	0,100	0,100	ПГФ	0,204	0,204	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
Є _{1bs3}	695	829	0,100	0,100	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
€1bs2+1	829	1101	0,100	0,100	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
€1us	1101	1434	0,106	0,106	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
€1mt3	1434	1565	0,100	0,100	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
€1mt2	1565	1625	0,100	0,100	ПГФ	0,196	0,196	РФЗ	0,26	0,26	- // -	—	—
e1 PP	1625	1645	0,096	0,096	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,28	0,28	ПГФ	13,5	ПГФ
€1mt1	1645	1662	0,100	0,100	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,271	0,271	ПГФ	16,5	ПГФ
e1BЧ1+BЧ2	1662	1680	0,094	0,094	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,266	0,266	ПГФ	16,5— 18,5	ПГФ
Prz	1680	1700	0,100	0,100	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	0,26	0,26	ПГФ		ПГФ

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.5., А.6., А.7., приложение А.

2 Технологическая часть

2.1 Конструкция скважины

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1], [2], [3].

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазоносного залежи и проведение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине, включая ее использование в системе разработки месторождения.

2.1.1 Обоснование конструкции скважины:

Так как скважина разведочная, в дальнейшем планируется перфорация и испытания пласта, то выбираем закрытый тип забоя скважины. Для предупреждения перетоков при испытании. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

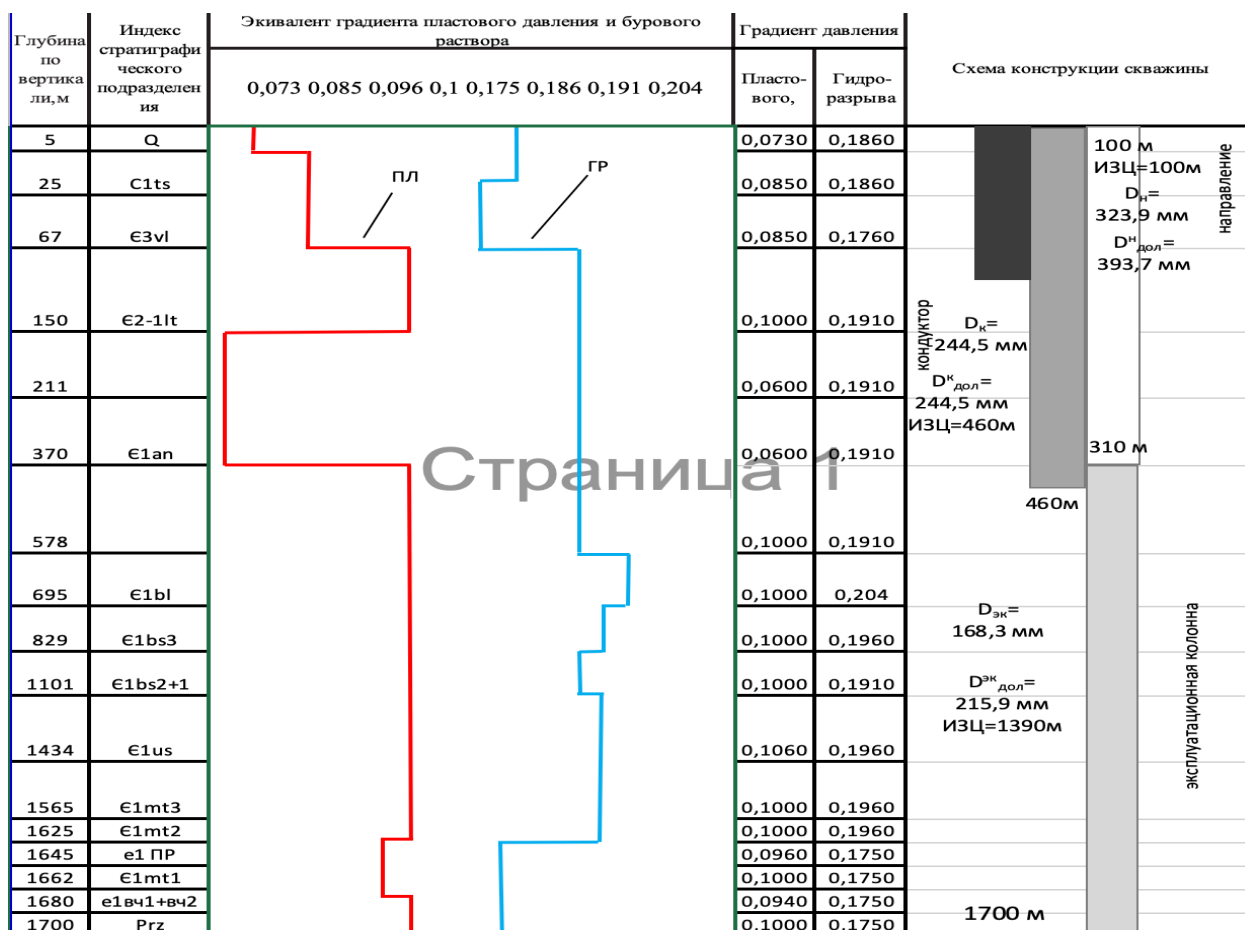


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 100 м. Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 1), было принято решение спускать кондуктор на 460 м.

Таблица 1 – расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю11	Ю12	Ю13
1	2	3	4
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	1390	1630	1665
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,106	0,096	0,094
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{гпр}$)	0,191	0,191	0,191
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	147,34	156,48	156,51
Требуемый запас	1,09	1,10	1,12
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	460	450	270
Принимаемая глубина	460		

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 50 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 1700 м.

2.1.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны принимается в зависимости от ожидаемого дебита. В любом случае диаметр эксплуатационной колонны в разведочных скважинах должен быть не меньше 146,1 мм для качественного отбора керна, обеспечения спуска пластоиспытателей или возможной последующей зарезки бокового ствола.

2.1.4 Разработка обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 6,26МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-280/80х21. (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора. Также выбирается колонная головка – ОКО1-21-169х245 К1 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.2 Углубление скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	100	Роторный
100	460	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
460	1700	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1655	1685	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Типы долот по интервалам

Интервал, м		0–100	100–460	460–1700
Шифр долота		393,7 М-ЦВ(3x19mm)	БИТ 295,3 B516 УСМ.08 (5x12m m)	БИТ 215,9 ВТ 613(10x6mm)
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		МС	К	ОК
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,5	0,4	0,37
Масса, кг		190	80	24
Осевая нагрузка G, тс	Рекомендуемая	4	4-5	4-5
	Предельная	23	15	8
Обороты ротора п, об/мин	Рекомендуемая	40–60	60-80	40-60
	Предельная	160	180	250

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами и МСП, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и с средней твердости горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно. Долото шарошечное 393,7 МЦВ для бурения с промывкой по мягким породам. С центральной промывкой. Отрытая опора. Корпусное.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М, МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую

скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен крепкими горными породами. У - оснащение резцами наивысшей абразивостойкости С - дополнительные стабилизационные вставки, расположенные за основным рядом вооружения М - матричный корпус.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки Т - оснащение резцами повышенной стойкости (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен твердыми, крепкими и очень крепкими горными породами.

2.2.3 Выбор бурголовки и режимов бурения

Таблица 7 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1655-1685	PDC Y12- 215,9/101,6 SCD-3 T	4-8	60-180	18-24

2.2.4 Проектирование режимов бурения

2.2.4.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-100	100-460	460-1700
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	23	15	8
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	18	12	7
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	6

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 9.

Таблица 9 – результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0–100	100–460	460–1700
Исходные данные				
Скорость, м/с ($V_{\text{л}}$)		2,8	1,5	1
Диаметр долота ($D_{\text{д}}$)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения	n_1 , об/мин	135	162	173
	$n_{\text{стат}}$, об/мин	60	140	180
	$n_{\text{проект}}$, об/мин	60	140	180

где n_1 – линейная скорость на периферии долота об/мин;

$n_{\text{стат}}$ – линейная скорость статистическая об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – линейная скорость спроектированная об/мин;

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-100 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 52 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 10 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м		0-100	100-460	460-1700
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)		0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)		0,65	0,5	0,4
Коэффициент каверзности (K_k)		1,3	1,15	1,13
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)		0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)		0,011	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)		0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d_{max})		0,203	0,178	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадки, м (d_{nmax})		0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок (n)		3	7	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)		0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)		0,02	0,02	0,02
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)		1,31	1,26	1,12
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)		2,4	2,6	2,83
Результаты проектирования				
Расход	Q1, л/с	79	34	15
	Q2, л/с	55	25	13
	Q3, л/с	73	33	14
	Q4, л/с	45	52	52
Области допустимого расхода бурового раствора		45-79	25-52	13-52
Запроектированные значения расхода бурового раствора		70	52	40

где Q_1 – расход промывочной жидкости, для эффективной очистки забоя, л/с; Q_2 – расход раствора, при котором осуществляется подъем шлама из скважины, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора, л/с; Q_4 – минимальный расход бурового раствора исходя из условий создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с;

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход, обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурении под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-100	100-460	460-1700
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
Нагрузка, кН (G_{oc})			80	60
Расчетный коэффициент, $H^*_{м}/кН$ (Q)			1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		—	236,24	172,24
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		—	2757	1752
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)		—	147,65	107,95
Удельный момент долота, $H^*_{м}/кН$ ($M_{уд}$)		—	32,61	27,4

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12

Таблица 12 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ДГР-240.7/8.55	100-460	240	9975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0
ДРУ2-172РС	460-1700	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3

2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников,[33].

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

Таблица 13 – Результат расчета бурильной колонны на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0-100 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	-	9,2	е	ЗП-162-92	0,53	-	0,380	0,380	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0				8,3	0,286	2,374	2,754	—	—	—
	Калибра-тор	203,0	80,0				0,6	-	0,187	2,941	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0				8,3	0,241	2,000	4,941	—	—	—
	БТ	127,0	108,6			65,43	0,031		2,093	11,975	1,6 4	>10	7,7 0

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
100-460 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	—	9,2	е	ЗП- 162-92	0,4	—	0,200	0,200	—	—	—
	Кали- братор	240,0	80,0				1,3	—	0,139	0,339	—	—	—
	Двига- тель	240,0	—				8,69	—	2,911	3,25	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				48	0,1560	7,488	10,738	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				385,23	0,0312	12,32	23,058	1,21	5,5	3,0 9
Эксплуатационная													
1665-1675 Отбор керна КНБК №4	Долото	215,9		9,2	е	ЗП- 162-92	0,3		0,066	0,066	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				30	0,1454	4,613	4,679	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				1598,9 8	0,0312	51,17	55,849	2,25	3,4	2,3 3
460-1700 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	—	9,2	е	ЗП- 162-92	0,4	—	0,060	0,060	—	—	—
	Двигатель	172,0	—				9,1	—	1,081	1,141	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				12	0,1454	1,872	3,013	—	—	—
	Калибра- то р	212,0	70,0				0,96	—	0,170	3,183	—	—	—
	УБТ	90,0	90,0				24	0,1454	3,744	6,927	—	—	—
	Яс гидрав.	171,0	63,6				4,3	—	—	6,927	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				2457	0,0312	76,72	59,735	2,29	2,8	1,7 8

2.3 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Основным критерием выбора типа буровых растворов является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин с минимальным негативным воздействием на окружающую природную среду и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

Качество бурового раствора должно обеспечивать успешную проводку скважины, крепление её обсадными колоннами и эффективное вскрытие продуктивного пласта.

2.3.1 Обоснование плотности буровых растворов

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород. При расчете плотности бурового раствора учтены требования раздела XVIII «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2017 г. (в редакции от 01.03.2017 г.) [22].

Интервал бурения 0-100 м - бентонитовый буровой раствор с плотностью 1050 кг/м³;

Интервал бурения 100-460 м - соленасыщенный буровой раствор с плотностью 1260 кг/м³;

Интервал бурения 460-1700 м – соленасыщенный буровой раствор с плотностью 1120 кг/м³;

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала 0-100 м под направление

Наименование химического реагента	Назначение	Класс	Концентрация
			кг
1	2	3	4
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	Регулятор щелочности (pH)	57
Глинопопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	Структурообразователь	3797
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	Утяжелитель	57
ПАЦ НВ PolyPac ELV, Есорас LV, PAC L)	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	Регулятор фильтрации	72
Барит	Регулирование плотности	1000	14195

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05-1,06
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	<2

Таблица 16 – Компонентный состав соленасыщенного раствора для бурения интервала 100-460 м под кондуктор

Наименование химического реагента	Назначение	Класс	Концентрация
			кг
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	Регулирование щелочности среды	103
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	Понизитель жесткости	247
Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	Структурообразователь	20510
ПАЦ НВ PolyPac ELV, Есорас LV, PAC L)	Регулятор фильтрации	Понизитель фильтрации	2051
ПАЦ ВВ (PolyPac R, ЕсоPAC HV, PAC R)	Регулятор фильтрации, реологических свойств	Регулятор фильтрации	1026
Соль NaCL (Галит)	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	Соль	5128

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
Смазочная добавка (PROLUBE, ECOLUBE, Enviro-Torq)	Снижение коэффициента трения в скважине	Смазка	1026
Пеногаситель (Defoam-Penta, Bara- Defoam-1 / W-300)	Предотвращение пенообразования	Пеногаситель	42

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические свойства соленасыщенного раствора для бурения интервала под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05–1,45(1,26)
Условная вязкость, с	25–60
Пластическая вязкость, сПз	10–25
ДНС, дПа	40–80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24–90/36–135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3–5
рН	8–9
Содержание песка, %	< 0,5

Компонентный состав соленасыщенного раствора для бурения интервала 460-1700 м под эксплуатационную колонну, до первичного вскрытия продуктивного пласта представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав соленасыщенного раствора для бурения интервала 460-1700 м под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Класс	Концентрация
1	2	3	4
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	Регулятор щелочности (Ph)	90
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	Понизитель жесткости	214

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	Структурообразователь	17828
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Понизитель фильтрации	1783
ПАЦ ВВ (PolyPac R, EcoPAC HV, PAC R)	Регулятор фильтрации, реологических свойств	Регулятор фильтрации,	892
Соль (NaCl) Галит	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	Соль	4457
Смазочная добавка (PROLUBE, ECOLUBE, Enviro-Torq)	Снижение коэффициента трения в скважине	Смазка	20510
Пеногаситель (Defoam-Penta, Bara-Defoam-1 / W-300)	Предотвращение пенообразования	Пеногаситель	36

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические свойства полимерглинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05–1,45(1,12)
Условная вязкость, с	25–60
Пластическая вязкость, сПз	10–25
ДНС, дПа	40–80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24–90/36–135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3–5
рН	8–9
Содержание песка, %	< 0,5

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов

Таблица 20 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения, м		
	под направление	под кондуктор	под ЭК
Удельный вес, кг/м ³	1050	1260	1120

Расчёт потребного количества бурового раствора и реагентов представлен в приложении В.

2.3.2 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе (Бурсофтпроект),[33].

Результаты расчета представлены в таблицах 21, 22, 23.

Таблица 21 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	100	Бурение	0,481	0,058	Периферийная	3	19	82,3	3,45
Под кондуктор									
100	460	Бурение	0,787	0,076	Периферийная	5	12	92	4,2
Под эксплуатационную колонну									
460	1700	Бурение	1,119	0.109	Периферийная	6	10	84,9	4,57
Отбор керна									
1655	1685	Отбор керна	0,809	0.077	Периферийная	6	10	60	67,2

Таблица 22 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	100	Бурение	УНБТ-1250	2	95	180	256,5	1	51	35	70
100	460	Бурение	УНБТ-1250	2	95	150	387,6	1	58	26	52
460	1700	Бурение	УНБТ-1250	1	95	180	256,5	1	59	40	40
1655	1685	Отбор керна	УНБТ-1250	1	95	180	256,5	1	41	28	28

Таблица 23 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				Обвязке буровой установки
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	100	Бурение	88,4	68,4	0	9,8	0,1	10
100	460	Бурение	165,7	63	62,7	25,4	4,6	10
460	1700	Бурение	178	47,7	43,1	44,9	32,3	10
1655	1685	Отбор керна	102,6	23,8	0	37,5	32,2	9,2

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	790	Глубина скважины, м	1700
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1700	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	410
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1133,3

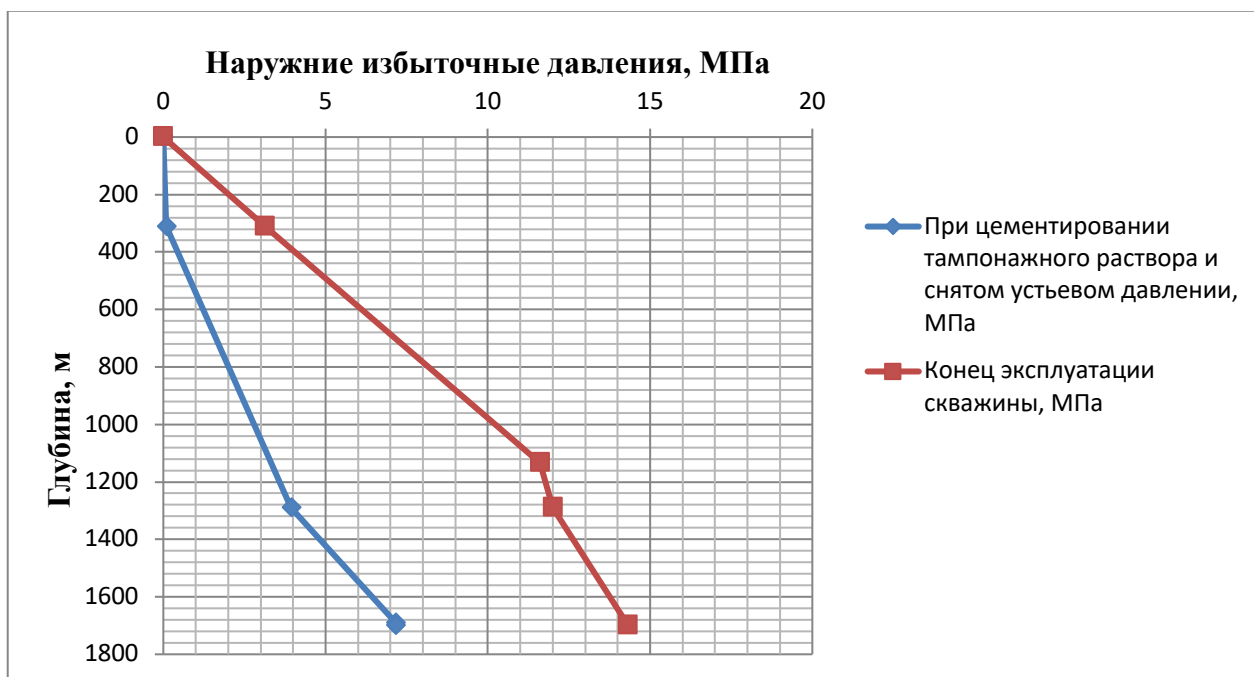


Рисунок 2 – Эюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

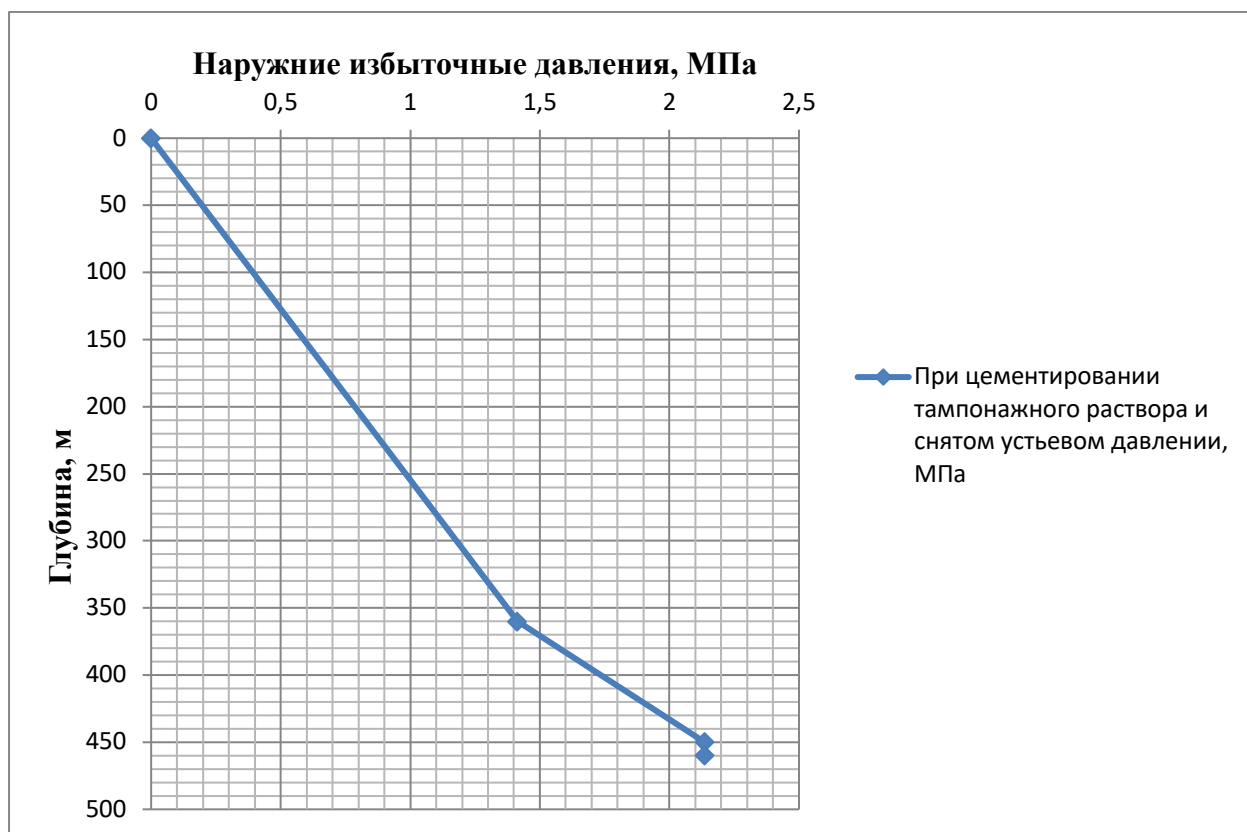


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4, 5.

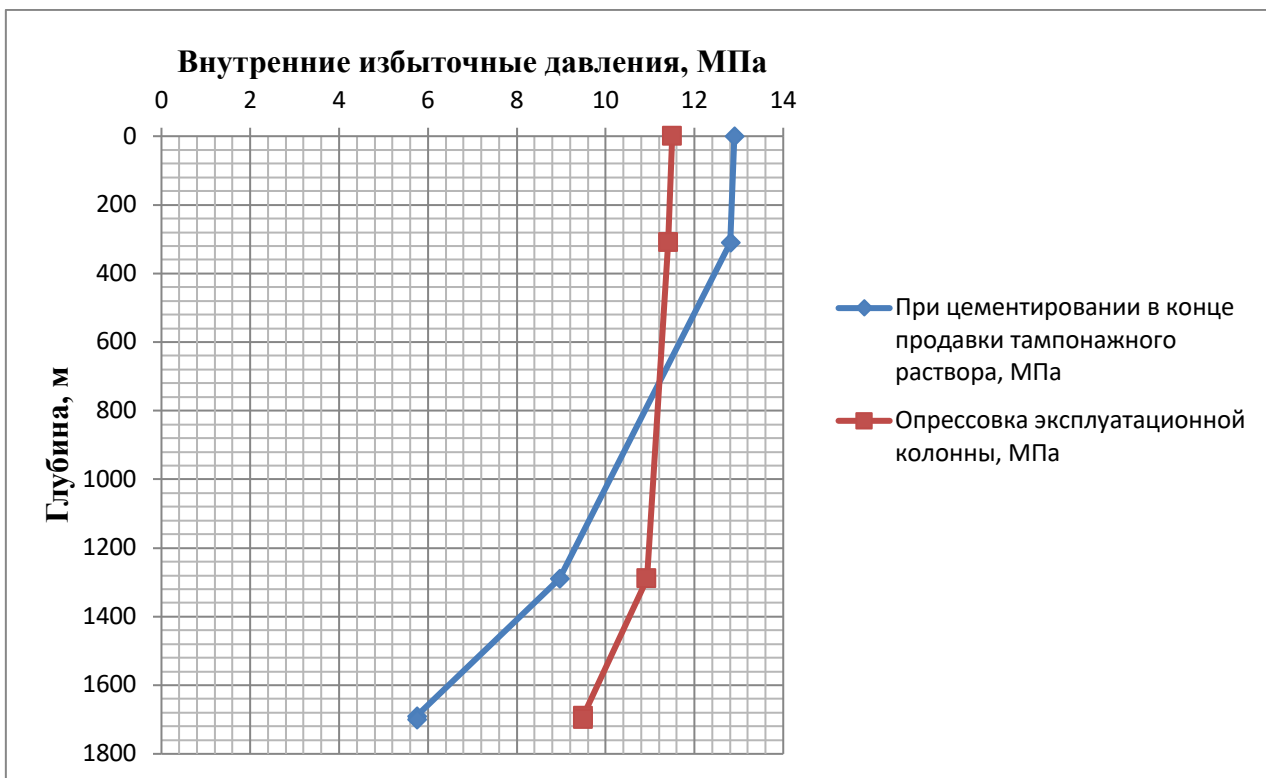


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений для ЭК

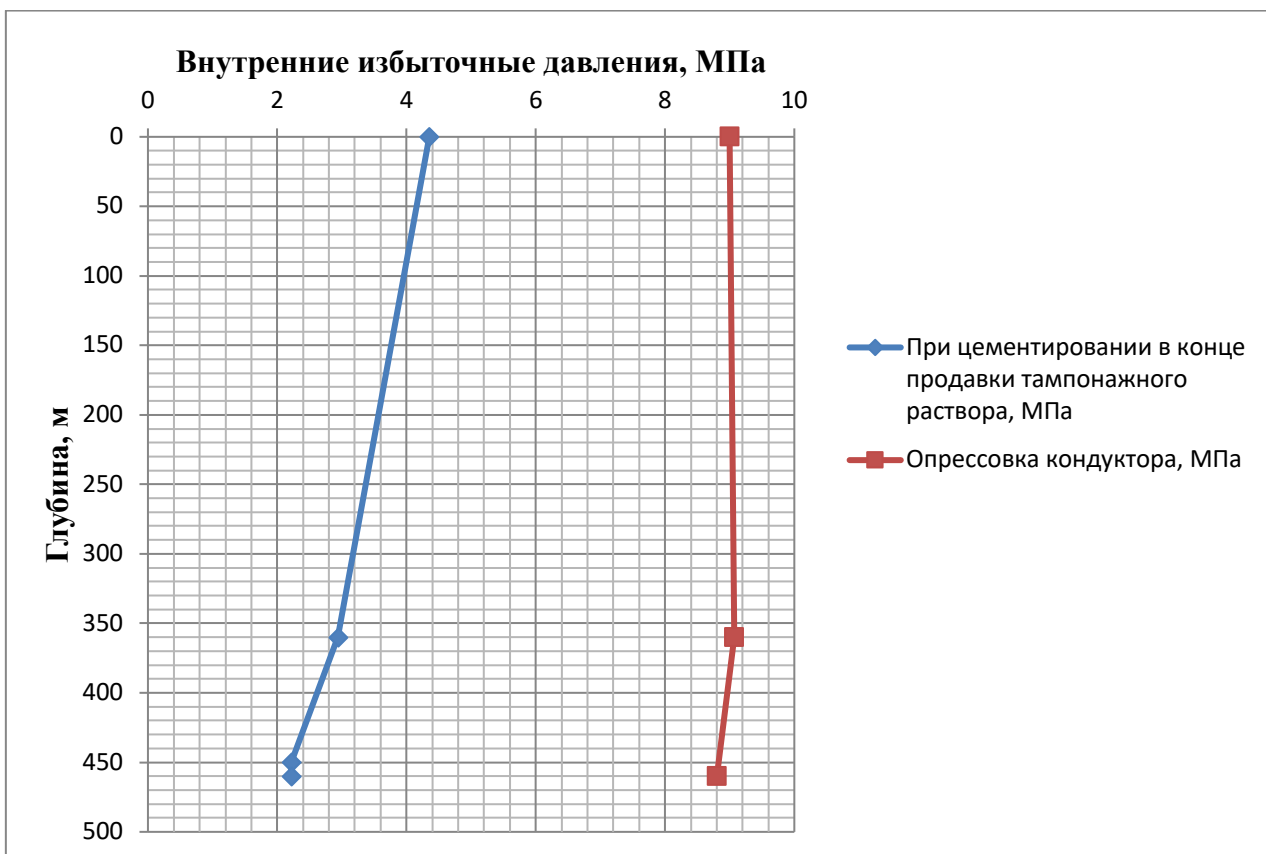


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	100	68,52	6852	6852	0–100
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	460	48,13	22139,8	28991,8	0–460
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,3	1700	29,4	49980	78971,8	0–1700

2.4.1.4 Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		От, по стволу	До, по стволу	элементов на интервале, шт	Суммарное, шт
Направление 324	БКМ-324	0	100	1	1
	ЦЖ	0	100	3	3
	ЦТГ 168/216	0	100	4	4
Кондуктор 245	БКМ-245	0	460	1	1
	ЦКОД-245		450	1	1
	ЦЖ	0	460	4	29
		130	1130	25	
	ПРП-Ц-В 245		450	1	1
Эксплуатационная 168	БКМ-168	1700	1700	1	1
	ЦКОД-168	1690	1690	1	1
	ЦЖ	460	1700	31	31
	ПРП-Ц-В 168	1690	1690	1	1

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источника [10].

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, Мпа.

$P_{гдкп}$ – гидростатические потери давления в кольцевом пространстве, Мпа.

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забой скважины.

Поскольку $26,12 \leq 27,71$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	11,21	2,8	1030	2,8	МБП–СМ	196
		8,41	1030	8,41	МБП–МВ	126,15
Продавочная жидкость	32,90		1000		Тех.вода	—
Облегченный тампонажный раствор	18,37		1400	12,73	ПЦТ–I I I об (4-6)-100	15437
					НТФ	7,53
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,22		1820	5,28	ПЦТ –I–100	10913
					НТФ	3,37

2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}}/G_6 \quad (2)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого». В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

Облегченный тампонажный раствор:

$m_2 = 1,54$ принимаем 2 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$m_2 = 0,83$ принимаем 1 УС 6-30.

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

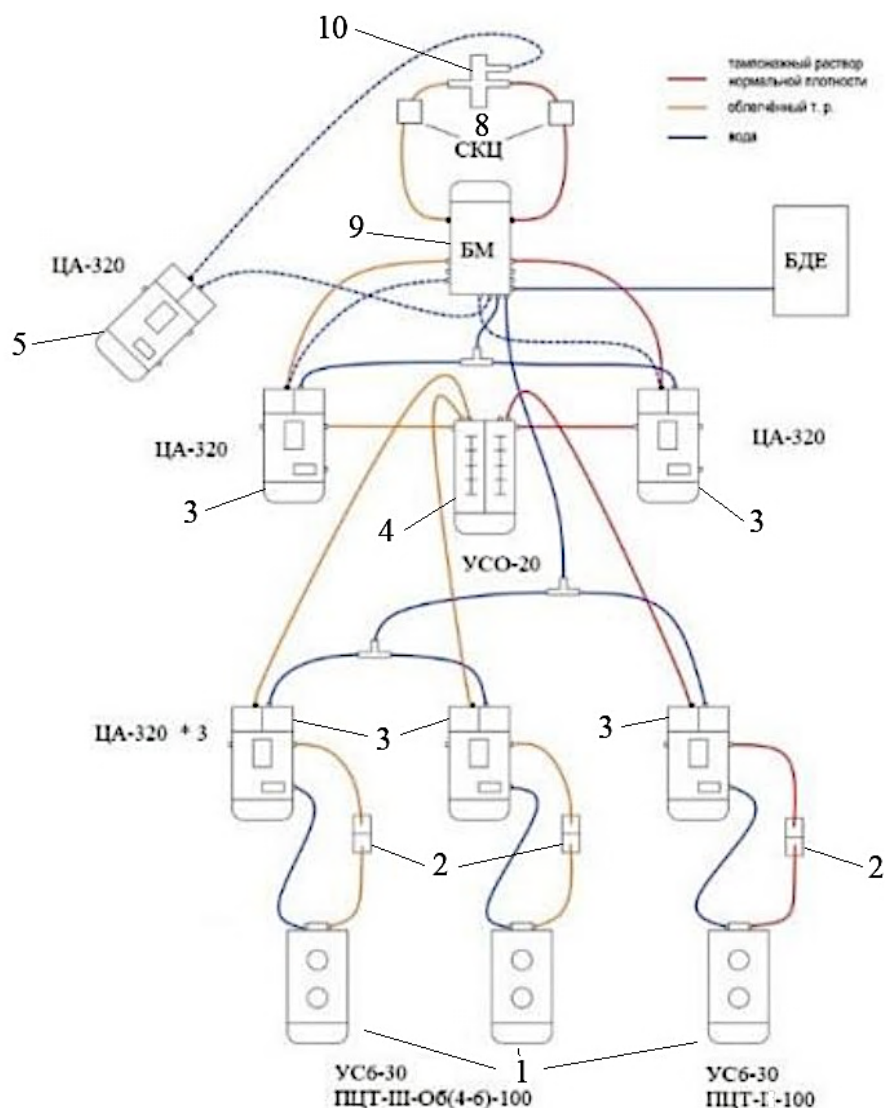


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная
 линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-
 43; 10 – устье скважины

2.4.2 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФ1-80/65х14.

Вид перфорации указан в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку. Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

2.5 Выбор буровой установки

В таблице 29 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 29 – Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка БУ -3200/200ЭУК			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	59,7	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 59,7$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	78,9	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 78,9$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	121	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/121=1,65 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Обзор современных производителей шарошечных долот

Шарошечные долота представляют собой универсальный буровой инструмент, т.к область применения охватывает практически все горные породы: от очень мягких до твердых. Разработанный ассортимент шарошечных долот по своим типоразмерам способен удовлетворить самые широкие запросы в бурении. Для увеличения ресурса долот в их конструкции используются опоры скольжения и вооружение шарошек с твердосплавными зубками. Для наиболее тяжелых условий эксплуатации изготовлены долота с элементами герметизации опор.

Конструкции корпуса шарошечные долота разделяются на:

- секционные (бескорпусные), состоящие из двух (трех) сваренных между собой секций со стандартной присоединительной резьбой.

Основные конструктивные особенности долот:

- система промывочных устройств
- оснащение шарошек твердосплавными зубьями
- схема опор
- наплавка зубьев твердым сплавом
- конструкция шарошек
- схема опор
- наплавка зубьев твердым сплавом

3.1 Наклонно-направленное бурение

Буринтех

Долота «Z» серии имеют опции усиления спинки, козырька и обратного конуса шарошки, что позволяет применять их в условиях наклонно-направленного бурения. [24]

Ньютек Сервисез

Серия Target HDD Technologies – это новая линия шарошечных долот с твердосплавным вооружением для горизонтального бурения. Все долота

TARGET оснащены запатентованной системой защиты козырька лапы EDGEGUARD® PROTECTION. Серия отличается вооружением повышенной плотности FULL COVERAGE CUTTERS (FC). Доступно в типоразмерах: 133.4 мм – 165,1мм, а также в размерах 311,1мм и 444.5 мм. [26]

Halliburton (Халибертон)

Шарошечные буровые долота серии X обладают высокими эксплуатационными характеристиками, обеспечивающими надежные результаты. Запатентованное твердосплавное покрытие зубьев Diamond TECH2000 обеспечивает на 50% большую износостойкость, чем стандартное твердосплавное покрытие. Система компенсации давления в маслonaполненной опоре долота обеспечивает мгновенное реагирование на изменение давления, а по данным исследований надежности, усовершенствованные системы уплотнений и подшипник превосходят своих конкурентов. [34]

Волгобурмаш

Шарошечные долота серии «SlimholePro»

Шарошечные долота малого диаметра (до 171,4 мм) с герметизированной опорой. При проектировании и изготовлении долот данной серии используются современные технологии и инженерные расчеты в новейших программных комплексах. Значительная проходка долот достигается за счет высококачественных материалов, применения опор повышенной надежности, новых систем защиты корпуса долота и оптимального расположения режущего вооружения. Данный тип долот идеально подходит для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. [27]

3.2 Бурение искривленных скважин

Буринтех

Долота линии «ZW» предназначены для бурения искривленных скважин и бурения с интенсивным набором угла. Эта линия включает в себя всю гамму долот для любых горно-геологических условий. [24]

Шлюмберже (Schlumberger)

Буровые долота серии Gemini с системой двойного сальникового уплотнения. Фирменное первичное уплотнение изготовлено из износостойкого эластомера, расположенного на динамической поверхности, а также из более мягкого материала, создающего постоянную достаточную прижимную силу. Пулевидная форма и большая площадь поперечного сечения этого уплотнения обеспечивают защиту опоры от посторонних сред. [28]

3.3 Зарезка боковых стволов и КРС

Буринтех

Шарошечные долота малого диаметра (120,6 мм – 165,1 мм). Данная линия долот для бурения стволов скважин малого диаметра. Подходит для зарезки боковых стволов и КРС. Конструкция линии долот разработана с учетом требований к бурению горизонтальных скважин. Долота выпускаются как с фрезерованным, так и с твердосплавным вооружением. Главной особенностью этих долот является оснащение системой шеститочечной стабилизации, это позволяет предотвратить эксцентричное вращение долота, отрицательно сказывающееся на стойкости опор и облегчить их работу в условиях горизонтального бурения. [24]

3.4 Бурение для ГРП

Ньютек Сервисез

SlipStream RC Pro – это запатентованное гибридное долото (твердосплавное и фрезерованное вооружение на одной шарошке), специально разработанное для работ при ГРП. Долото оснащено твердосплавным вооружением внешнего ряда для жесткого бурения чугуна или твердых керамических элементов, и фрезерованное вооружение внутреннего ряда - для бурения композитного материала, из которого как правило состоит сердцевина пакера. Доступно в типоразмерах: 95.3 мм, 114.3 мм и 117.5 мм. [26]

Halliburton (Халибертон)

Шарошечные долота с фрезерованным вооружением серии FracForce™ предназначены для эффективного разбуривания пробок, применяемых при проведении операций по гидроразрыву пласта, после завершения работ по разобщению пластов и интенсификации притока. Долота подходят как для койлтюбинговых установок, так и для установок КРС, когда необходимо разбуривание пробок для гидроразрыва.

Долота серии FracForce™ позволяют операторам снизить затраты благодаря сокращению непроизводительного времени работы буровой, при использовании неэффективных в данном случае торцевых фрезеров. [34]

3.5 Бурение пород различной твердости

Ньютек Сервисез

Серия HighEnergy – это шарошечные долота с герметезированным фрикционным подшипником и твердосплавным вооружением. Долота серии HighEnergy разработаны для обеспечения отличной производительности в тяжелых условиях бурения, при которых к частоте вращения и нагрузке на долото предъявляются огромные требования.

Доступно в типоразмерах от 190,5 мм до 349,25 мм.

Конструкция долот Comprass для строительства малогабаритных скважин разработана с учетом заданных условий бурения. Эти долота отличаются безупречной управляемостью и большой скоростью проходки даже при ограничении нагрузки на долото. Опоры данной серии долот обеспечивают высокую производительность, в том числе в глубоких скважинах с большими отходами по вертикали, где применяются высокооборотистые ВЗД. Серия долот оснащена твердосплавным вооружением и герметезированным фрикционным подшипником. Доступно в типоразмерах от 114,3 мм до 171,5 мм.

Серия долот DuraTech с фрезерованным вооружением и герметезированным фрикционным подшипником - это решение для бурения в вязкоупругих и абразивных породах. Стальное вооружение покрыто

твердосплавной наплавкой, обеспечивает износостойкость долот в наиболее тяжелых условиях бурения. Долота серии DuraTech показывают высокие результаты даже в условиях, где требуется повышенная нагрузка на долото и высокая частота вращения долота. Доступно в типоразмерах от 95,3 мм до 349,3 мм

Серия EVEREST с фрезерованным и твердосплавным вооружением, может исполняться как с открытой опорой, так и с герметизированным подшипником. Размер долота 1 114мм (45”) – самый большой размер долота в отрасли на сегодняшний день. Усовершенствованный состав сплава DC30 защитной наплавки фрезерованных долот EVEREST обеспечивает возможность наносить вдвое больше защитного покрытия на поверхность долота и тем самым серьезно усилить их износостойкость. В серии долот EVEREST представлены новый принцип защиты козырька лапы (патентованное решение EDGEGUARD® PROTECTION). В абразивных породах защита козырька лап EdgeGuard и новый сплав DC30 значительно дольше сохраняют вооружение долота в рабочем состоянии. [26]

Шлюмберже (Schlumberger)

Долота серии Xplorer Expanded с фрезерованными зубьями специально разработаны для бурения пород от мягких до плотных с превосходной механической скоростью проходки и надежностью. Эти долота оснащены адаптивной гидравлической системой Flex-Flo*, которая дает оператору самые широкие возможности для достижения максимальной скорости проходки и обеспечения эффективной очистки ствола во всех видах работ. [28]

Волгобурмаш

Продуктовая серия «Motor»

Шарошечные долота с герметизированной опорой. Разработаны для широкого диапазона применения. Обладают отличными показателями бурения. Это достигается за счет новейших схем защиты корпуса, применения опор

повышенной надежности, и оптимального вооружения долот. В продуктовой серии Motor применяются как опоры с подшипниками качения, так и опоры с подшипниками скольжения. [27]

3.6 Долота большого диаметра

Буринтех

Шарошечные долота для строительства скважин большого диаметра (393,7мм – 660,4мм) Долота данной линии предназначены для бурения скважин с максимальной механической скоростью и большого диаметра. Комбинация подшипников скольжения и качения предназначены для максимальной нагрузки на длительном сроке службы долота. Специальная режущая структура вместе с особой формой зубьев и наплавкой твердым сплавом высокой прочности обеспечивает максимальную стойкость вооружения и механическую скорость проходки. Конструкция роликового подшипника выдерживает максимальные нагрузки с высоким числом оборотов. Оптимизированная система промывки, включающая центральную насадку, позволяет отлично очищать призабойную зону и долото, чпри этом исключается возможность образования шламовой подушки.

Особенности:

- Опора долота, рассчитанная на максимальные нагрузки;
- Специальный наплавочный материал повышенной износостойкости;
- Оптимизированная промывка, позволяющая снизить сальникообразования; [24]

Волгобурмаш

Продуктовая серия «Grand». Шарошечные долота большого диаметра (от 393,7 мм) с негерметизированной опорой. Разработаны для бурения направления, кондуктора. отсутствуют герметизирующие элементы в опоре, это позволяет выбрать максимальные габариты тел качения и лапы цапфы

осуществлять обильную циркуляцию промывочной жидкости в опоре, что важно для обеспечения быстрого охлаждения и повышения стойкости опоры и уменьшения крутящего момента. [27]

Вывод:

В данной работе рассмотрены пять основных производителей шарошечных долот – Буринтех, Ньютек Сервисез, Шлюмберже, (Schlumberger), Halliburton (Халибертон) и Волгобурмаш. существует большое количество разнообразных долот, которые подходят к определенным условиям бурения. Существует множество различных классификаций. Была разработана классификация долот по их назначению, согласно которой они делятся на долота, применяемые для:

- наклонно-направленное бурение
- зарезка боковых стволов и крс
- бурение для грп
- бурение пород различной твердости
- долота для особых условий

Анализ позволил выделить конструктивные отличия этих долот.

4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	
1	2
Проектная глубина, м:	1700
Способ бурения:	
– под направление	роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	323,9 мм на глубину 100 м
– кондуктор	244,5 мм на глубину 460 м
– эксплуатационная	168,3 мм на глубину 1700 м
Буровая установка	БУ -3200/200ЭУК
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
– тип- количество, шт.	УНБТ-1250–2 шт.
– в интервале 0-100 м	70
– в интервале 100-460 м	52
– в интервале 460-1700 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 32 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 100-460 м	ВЗД ДГР-240М 7/8
- в интервале 460-1700 м	ВЗД ДГР-172 7/8.56
- в интервале отбора керна	PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы механического бурения на нефтяном месторождении представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	100	100	0,027	460
2	100	460	360	0,028	810
3	460	1700	1240	0,038	210

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8]

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
100	0,027	2,70
360	0,028	10,08
1240	0,032	39,68
Итого		52,46

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	нормативное количество долот, шт (n)
100	460	0,21
360	810	0,44
1240	1400	0,88
Итого на скважину		1,53

4.3.1 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта ВЗД;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами;

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.4.1 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $3 \cdot 1 = 3 \text{ мин}$;
- кондуктор: $26 \cdot 1 = 26 \text{ мин}$;
- эксплуатационная колонна: $69 \cdot 1 = 69 \text{ мин}$.

4.5.1 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -8 ч, кондуктора - 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.6.1 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2цикла
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб
- спуск резьбовых обсадных труб
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб
- промежуточные работы во время спуска колонны
- промывка скважины перед цементированием – 2цикла
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб
- цементирование скважины
- заключительные работы после затвердевания цемента
- герметизация устья скважины

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

- а) определяется глубина спуска бурильного инструмента $L_c = 90\text{ м}$;
- б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента $L_n = 17\text{ м}$.
- в) определяется, длина бурильных труб $L_T = 73\text{ м}$;

4.7.1 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

4.8.1 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.9.1 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [8]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени. Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 266,2 часов или 11,09 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ составляет 17,56 ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет 12,86 суток.

4.10.1 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34

Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
1	2
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Условные обозначения к таблице 35:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 35 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышко-монтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

4.11.1 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.12.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
1	2	3	4

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
Бурение:	1,52 35,96 87,53	1,66 39,19 95,4	0,09 1,68 5,46
Направление Кондуктор Эксплуатационная колонна			
Крепление:			
Направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	18,6	0,77
эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

4.13.1 Расчет технико-экономических показателей

Расчет технико-экономических показателей представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Глубина скважины, м.	1700
Продолжительность бурения, сут.	9,64
Механическая скорость м/ч	32,3
Рейсовая скорость м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст-сут	10382
Проходка на долото, м.	1150
Стоимость одного метра бурения, руб.	58234

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [11]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

5 Социальная ответственность

5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации занимает особое место в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах.

Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;
- приобретение за счет собственных средств и выдачу спецодежды, спец обуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний требований охраны труда, недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке указанное обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- ознакомление работников с требованиями охраны труда.

- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований) работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров;

- предоставление органам государственного управления охраной труда, органам государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда;

Работник обязан:

- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

- соблюдать требования охраны труда;

- соблюдать требования охраны труда;

- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, буровая установка оснащается механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», ПБвНиГП 2015г

Буровая установка должна быть укомплектована согласно п. 141 ПБвНиГП 2015 г:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;
- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндровой втулки;
- станцией (приборами) контроля параметров бурения.
- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2-х метров, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;
- оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости;
- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;
- успокоителем ходового конца талевого каната;

- системами обогрева рабочих мест;
- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;
- приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;
- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;
- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на 3 углерод)-300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³. В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность 58 ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м. С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют

амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противоэнцефалитным прививкам.

5.1. Экологическая безопасность.

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух. Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения

бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.2. Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях

При возникновении открытых нефтяных и газовых фонтанов на буровой необходимо:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропередач, которые могут оказаться на загазованных участках;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины.

На границе территории установлены запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны:

- ввести для увлажнения фонтанирующей струи и на металлоконструкции, контактирующие с ней, максимально возможное количество воды, используя для этого все наличные производственные агрегаты, установленные за пределами загазованной зоны, и средства пожаротушения в целях предупреждения загорания фонтана;

- сообщить о случившемся руководству предприятия и вызвать на буровую военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и медицинскую службу;

- соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и проложить трубопроводы для перекачки нефти в закрытую емкость.

Работы по ликвидации нефтегазопроявлений при освоении ведутся в соответствии с разработанным планом под руководством специалистов противofонтанной службы.

Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих 3 мг/м³ (ПДК), либо получение сообщения об аварии на территории месторождения.

На случай газовой опасности разработан план мероприятий по обеспечению безопасности работающих, включающий в себя:

- систему оповещения о возникновении газоопасной ситуации;
- план эвакуации работающих и места сбора;
- систему радио и телефонной связи бригад с диспетчерской;
- количество и места стоянок вахтовых спецмашин для эвакуации работающих.

В бригадных вагонах-домиках вывешены на видных местах:

- маршруты движения автотранспорта и людей при эвакуации;
- схема возможных мест выделения сероводорода и других сопутствующих вредных веществ;
- роза ветров и преимущественные направления ветра в данной местности;
- карта местности с указанием низин, лощин и других мест возможного скопления сероводорода;
- схема расположения пожарного инвентаря.

Каждая бригада должна быть оснащена рацией с постоянным вызовом. На территории строительной площадки должно быть установлено устройство для подачи звукового сигнала (сирена, рельс и т. д.) в случае возникновения газоопасной ситуации.

Все работающие должны постоянно осуществлять взаимное наблюдение с целью своевременного обнаружения первых признаков отравления или отклонений в состоянии здоровья в связи с воздействием вредных веществ и своевременного оказания первой помощи.

При обнаружении на рабочих местах сероводорода в количестве, превышающем 3 мг/м^3 , всем находящимся на объекте следует действовать в соответствии со своими обязанностями на случай газоопасной ситуации.

В обязанности бригадира входит:

- немедленно оповестить всех работающих путем подачи сигнала тревоги;
- определить направление ветра и направление распространения вредных веществ;
- обеспечить организованную эвакуацию на спецмашине всех людей, находящихся на объекте;
- организовать оказание доврачебной помощи пострадавшим (в случае необходимости вызвать скорую помощь или реанимационную службу);
- оповестить руководителя строительно-монтажной организации о возникновении газоопасной ситуации.

При получении сообщения о возникновении газовой опасности руководитель работ обязан:

- оповестить представителей военизированной горно-спасательной службы;
- принять неотложные меры по организации эвакуации и обеспечению безопасности работающих;
- принять меры к устранению газоопасной ситуации.

Ответственный руководитель работ обязан обеспечить всех работающих (в том числе водителей транспортных средств) СИЗ и средствами и коллективной защиты, гарантирующими их безопасность при возникновении газоопасной ситуации.

В связи с тем, что газоопасная ситуация может возникнуть внезапно, все работающие должны иметь при себе постоянно в течение всей рабочей смены исправные, готовые к работе, подобранные по размерам изолирующие противогазы. К сумке противогаза должен быть приложен паспорт и инструкция по проверке и эксплуатации, а также прикреплена этикетка с фамилией и инициалами работника. В паспорте противогаза должен иметься штамп о его исправности и отметка о сроках освидетельствования. Противогаз закрепляется за определенным лицом; передача противогаза другим лицам запрещается.

Каждая бригада должна иметь в своем распоряжении специальную вахтовую машину для эвакуации работающих в случае возникновения газоопасной ситуации. Спецмашину запрещается использовать для других целей. В течение рабочей смены вахтовая спецмашина должна постоянно находиться непосредственно на месте производства работ и быть готовой к немедленной эвакуации работающих. Водитель спецмашины должен иметь при себе изолирующий противогаз.

Место нахождения спецмашины определяет руководитель работ с учетом розы ветров и погодных условий. Бригадир обязан проинформировать всех работающих перед началом смены о месте нахождения спецмашины.

Всем находящимся на объекте по сигналу тревоги немедленно надеть противогазы и направиться к вахтовым спецмашинам; направление вывоза (выхода) людей из опасной зоны должно быть перпендикулярно направлению ветра.

Вахтовая спецмашина оборудована местами хранения аварийного запаса газозащитных средств и средств контроля за состоянием воздушной среды, включающих в себя:

- регенеративный респиратор (изолирующий регенеративный аппарат) РВЛ-1 или Р-30А – не менее 3 шт.;

- баллоны со сжатым воздухом или сжатым кислородом – не менее 2 шт. на каждый аппарат;

- аппараты искусственного дыхания (СКА, ГС-5, ГС-6, ГС-8, ДП-2 или другие аналогичные аппараты) – 2 шт.;

- экспрессные переносные газоанализаторы (ГХ-4, УГ-2, мини-индикатор сероводорода фирмы «Auer», Западный Берлин; индикатор сероводорода фирмы «Riken Keiki», Япония) – 2 шт.;

- аварийный запас изолирующих противогазов (самоспасателей) ИП-4, СИГ-1 – в количестве 30 % от численности работающих.

Кроме того, в спецмашине находится аптечка с набором средств, необходимых для оказания первой помощи пострадавшим, носилки – 2 шт., термос с горячим чаем или кофе.

Буровая установка и привышечные сооружения оснащены противопожарным оборудованием в соответствии с Нормами обеспечения объектов противопожарным оборудованием, согласованным с МЧС.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены проблемы проводки скважины в данных геологических условий Иркутской области.

Геологические условия данной области представлены преимущественно солями, с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Поэтому было принято решение применение соленасыщенного бурового раствора. Порода преимущественно средней твердости и твердые, что ухудшает проходку по скважине. Данная проблема была решена применением долот PDC с дополнительным вооружением.

Расчеты гидравлических программ промывки позволили подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 1250.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-169х245 К1, ОП5-280/80х21, АФ1-80/65х14.

Проанализировав ассортимент современных производителей шарошечных долот, можно сделать вывод, что существует большое количество типов долот, которые подходят к определенным условиям бурения. Была разработана классификация долот по их назначению, согласно которой они делятся на долота, применяемые для:

- наклонно-направленное бурение
- зарезка боковых стволов и крс

- бурение для грп
- бурение пород различной твердости
- долота для особых условий

Анализ позволил выделить конструктивные отличия этих долот.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы производственной и социальной ответственности работника и работодателя, экологической безопасности. В разделе «Финансовый менеджмент» был приведен расчет сметной стоимости скважины, расчет бурения одного метра скважины и продолжительность бурения. Так же определена стоимость всех работ по строительству данной скважины.

Список литературы

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.– 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Карапетов Р. В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин / Р. В. Карапетов, С. Б. Бекетов – СевКавГТУ, 2007. – 77 с.
5. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.
6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm, свободный.
7. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.xhtml.

8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 03.06.2019).

9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

10. А.В. Ковалев «Расчет и обоснование параметров цементирования скважин» 2016 год.

11. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания.

12. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

15. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

16. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»,

17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

20. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

21. ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.

22. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

23. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

24. ООО «Буринтех» <http://burintekh.ru>

25. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

26. ООО «НьюТек Сервисез» <https://nt-serv.com>

27. ОАО «Волгабурмаш» <https://vbm.ru>

28. Компания Шлюмберже (<https://www.slb.ru>)

29. «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»

30. «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ». [30]

33. Программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.burproject.ru/>.

34. Компания «Halliburton» <https://www.halliburton.com/>

Приложение А.1

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	5	Четвертичные отложения	Q	1,15
—	—	Нижний карбон	—	—
5	25	Тушамская свита	C ₁ ts	1,15
—	—	Кембрийская система	—	—
—	—	Верхний отдел	—	—
25	67	Верхоленская свита	E ₃ vl	1,3
—	—	Средний отдел	—	—
67	211	Литвинцевская свита	E ₂ lt	1,1
—	—	Нижний отдел	—	—
211	578	Ангарская свита	E ₁ an	1,15
320	409	Траппы	—	—
578	695	Булайская свита	E ₁ bl	1,05
—	—	Бельская свита	E ₁ b	—
695	829	Верхнебельская подсвита	E ₁ bs3	1,3
829	1101	Средне-нижебельская подсвита	E ₁ bs2+1	1,1
1101	1434	Усольская свита	E ₁ us	1,2
—	—	Мотская	—	—
1434	1565	Мотская верхняя подсвита	E ₁ mt3	1,1
1565	1645	Мотская средняя подсвита	E ₁ mt2	1,1
1625	1645	Преображенский горизонт	E ₁ pp	1,1
1645	1680	Мотская нижняя подсвита	E ₁ mt1	1,15
1662	1680	Верхнечонский горизонт	E ₁ ch	1,15
1680	1700	Архей (кора выветривания + кристаллический фундамент)	Prz	1,05

Приложение А.2

Таблица А.2 – Литографический разрез скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. п.)
	от	до	название	%	
1	2	3	4	5	6
Q	0	5	супеси, суглин- ки, галечники	—	Супеси, суглинки, галечники.
C _{1ts}	5	25	алевролит песчаник	—	Алевролиты с прослоями песчаников, аргиллитов зеленовато-серых. Возможны траппы.
Є _{3vl}	25	67	алевролит с прослоями песчаника	—	Алевролиты, мергели, аргиллиты шоколадно-коричневые, зеленовато-серые с редкими прослоями песчаников зеленовато-серых, в подошве – доломиты глинистые с линзами гипсов розовых и белых.
Є _{2-1lt}	67	211	Доломит известняки	—	Верхнелитвинцевская подсвита сложена доломитами светлосерыми окремненными с подчинёнными прослоями известняков, брекчий, доломитов глинистых, гипсов. Нижнелитвинцевская подсвита представлена известняками доломитизированными светло–серыми, пятнистыми, доломиты серые в подошве запесочен-ные с прослоями гипсов, доломитов глинистых.
Є _{1an}	211	578	соль известняк доломит	—	По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю - доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Верхняя часть представлена доломитами, известняками темнокоричневато–серыми, разнозернистыми, мраморированными с прослоями каменных солей, сульфато– карбонатных брекчий. Каменная соль белая, серая, крупно кристаллическая с редкими прослоями доломитов, реже ангидрито- доломитов среднеластинчатых. Траппы могут достигать 90 м. Нижняя часть представлена ангидритами, доломито– ангидритами пепельно-серыми с прослоями доломитов глинистых темносерых.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є ₁ bl	578	695	доломит	—	Доломиты серые, светло–коричневато–серые, мелкозернистые, тонко–мелкозернистые, среднеплитчатые плотные, участками глинистые, слабые ангидритизированные.
Є ₁ bs3	695	829	соль доломит	—	Представлены неравномерным чередованием пластов каменной соли с доломитами. Каменные соли прозрачные, розовые с прослоями доломитов, известняков темно–серых и сульфатно–карбонатные брекчии.
Є ₁ bs2+1	829	1101	известняк доломит	—	Верхняя часть представлена доломитами серыми, коричневато–серыми, средне–, мелкозернистыми с редки–ми прослоями известняков, доломито–ангидритов, доломитов глинистых. Нижняя часть свиты представлена известняками серыми, разнозернистыми с прослоями доломитов, доломи–то–ангидритами глинистыми, редко каменными солями. Ниже известняки серые, иногда доломитизирован–ные с прослоями доломитов, доломитов глинистых, доломито–ангидритов, ангидритов голубовато–серых, серых.
Є ₁ us	1101	1434	соль доломит	—	Переслаивание каменной соли прозрачной, розовой, известняков, доломитов, доломито–ангидритов серых, темносерых. В нижней части свиты: доломиты, известняки доломитизированные серые, коричневато–серые, сгустково–комковатые засоленные глинистые. В подошве свиты: доломиты, известняки серые с прослоями каменных солей.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Є1mt3	1434	1565	доломит	—	Доломиты темно-серые, мелкозернистые с прослоями доломитов глинистых, ангидритов. Доломиты серые мелко—среднезернистые, кавернозно—пористые, частично засоленные. Ниже тонкое переслаивание серых доломитов, доломитов глинистых, доломито—ангидритов. В подошве доломиты серые.
Є1mt2	1565	1645	доломит	—	В верхней части подсвitys: ритмичное переслаивание доломитов серых, доломитов-ангидритов и доломитов глинистых темносерых.
Є 1 ПР	1625	1645	доломит	100	Преображенский горизонт 1625–1645 м представлен доломитами реликтово органическими, коричнево—серыми, пористыми.
Є1mt1	1645	1662	алевролит аргиллит		Доломиты, аргиллиты темносерые временами не устойчивые.
Є1 ВЧ1+ ВЧ2	1662	1680	песчаник	80-100	Песчаники кварцевые, реже полевошпатово—кварцевые серые, коричнево—серые с прослоями аргиллитов, алевролитов. Продуктивные пласты представлены пористыми песчаниками. Пласт ВЧ2 представлен полевошпатово-кварцевыми, кварцевыми, реже полимиктовыми песчаниками с прослоями гравелитов, алевро-литов и аргиллитов. Содержание песчаников в пласте меняется от 100 до 43%, Пласт ВЧ1 сложен преимущественно мелко- и среднезернистыми песчаниками с редкими прослоями гравелитов, алевролитов и аргилли-тов. Содержание песчаников в пласте высокое – 80-100%.
Prz	1680	1700	гранито-гнейс	—	Граниты.

Приложение А.3

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость мДарси	Глинистость %	Карбонатность %	Категория Твердости (твердость кгс/см ²)	Категория породы по промышленной классифика- ции	Абразивность	Категория породы
—	до	от	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q	0	5	супеси, суглинки, галечники	2,4	11-20	—	—	—	10	—	I	Мягкая
C _{1ts}	5	25	алевролит песчаник	2,4	4-10	—	—	—	10-25	—	I, II	Мягкая
Є _{3vl}	25	67	алевролит	2,4	4-10	—	—	—	25-50	—	III	Средняя
Є _{2-1lt}	67	211	доломит известняки	2,4 – 2,6	5-10 15-20	—	—	—	50-100	—	IV	Средняя
Є _{1an}	211	578	доломит соль траппы известняк	2,6	5-10-15-10	—	—	—	100-150 10-20 600-700 100-150	—	V II XI V	Твердая Мягкая Крепкая
Є _{1bl}	578	695	доломит	2,6	5-10	—	—	—	200-300	—	VII	Крепкая
Є _{1bs3}	695	829	соль доломит	2,6	5-10	—	—	—	10-20 100-150	—	II II	Средняя Средняя
Є _{1bs2+1}	829	1101	известняк доломит	2,6	5-10	—	—	—	200-300	—	VII	Крепкая
Є _{1us}	1101	1434	соль доломит	2,6	5-10	—	—	—	10-20 150-200	—	II VI	Средняя Крепкая
Є _{1us} (осинский)	—	—	доломиты, известняки	2,6	11-16,7	0,1-34	—	—	400-500	—	IX	Крепкая

Продолжение Таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Є _{1mt2}	1565	1645	доломит	2,83	5-10	—	—	—	400-500	—	XI	Крепкая
Є ₁ ПР	1625	1645	Доломиты	2,83	8-19,3	2–8 по газу	—	—	400-500	—	XII	Крепкая
Є _{1mt1}	1645	1680	алевролит аргиллит	2,83	8,2	0	—	—	400-500	—	XII	Крепкая
Є _{1ВЧ1} +ВЧ ₂	1662	1680	песчаник	2,71 2,66	18-22	368,4* 87,57	—	—	400-500	—	XI	Крепкая
Prz	1680	1700	гранито-гнейсы	2,66	—	—	—	—	600-700	—	XI	чень крепкая

Приложение А.4

Таблица А.4 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – Є _{1an}	150	370	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 0,5-0,7 м ³ /час до полного, потери циркуляции – да. Низкие градиенты пластовых давлений 0,6-1. Линзовидная трещиноватость

Приложение А.5

Таблица А.5 – Прогноз возможных поглощений и обвалов скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – Є _{1an}	150	370	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 0,5-0,7 м ³ /час до полного, потери циркуляции – да. Низкие градиенты пластовых давлений 0,6-1. Линзовидная трещиноватость.
Є _{1mt1}	1645	1662	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.

Приложение А.6

Таблица А.6 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Є _{1us}	1366	1408	Нефтегазопроявление	Перелив, газопроявление. Ожидаемое давление 15,0 МПа
Є _{1mt2}	1625	1645	Нефтегазопроявление	Перелив, в виде пленок нефти, насыщения раствора газом, выброс газа. Ожидаемое давление 15,5 МПа
Є _{1mt1}	1662	1680	Нефтегазопроявление	Нефть, газопроявления, пленки нефти, насыщение раствора газом, выброс газа. Ожидаемое давление 15,8 МПа
Q– 1lit	0	90	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
Є _{1mt1}	1645	1662	Прихватопасность	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.

Приложение Б.1

Проектирование КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–100 м.)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–100 м)							
1	Долото 393,7 М-ЦВ	0,50	393,7	—	3–171	Ниппель	0,190
2	Переводник М171хМ152	0,44	225	100	3–171	Муфта	0,037
					3–152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3–152	Ниппель	0,702
					3–152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3–152	Ниппель	0,059
					3–171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3–171	Ниппель	0,112
					3–171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3–171	Ниппель	0,059
					3–152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3–152	Ниппель	0,702
					3–152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3–152	Ниппель	0,059
					3–133	Муфта	
7	СБТ G105127х9,19	65,43	127	108	3–133	Ниппель	2,093
					3–133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3–133	Ниппель	0,04
					3–133	Муфта	
9	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	—	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Приложение Б.2

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (100–460 м.)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (100–460 м)							
1	Долото БИТ 295,3 В516 УСМ.08	0,4	295,3	—	3–152	Ниппель	0,08
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	—	3–152	Муфта	0,02
					3–152	Муфта	
3	К295,3МС	0,65	295,3	185	3–152	Ниппель	0,09
					3–152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3–152	Ниппель	0,045
					3–171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	—	3–171	Ниппель	2,911
					3–171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3–171	Ниппель	0,021
					3–171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3–171	Ниппель	0,07
					3–171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3–171	Ниппель	0,051
					3–147	Муфта	
					3–147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	УБТ- 178х90 Д	48	178	90	3–147	Ниппель	7,488
					3–147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3–147	Ниппель	0,011
					3–133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	385,239	127	108	3–133	Ниппель	12,327
					3–133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,04
					3–133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Приложение Б.3

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (460–1700м.)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (460-1700 м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613	0,37	215,9	—	3—117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	—	3—117	Муфта	1,081
					3—147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3—147	Ниппель	0,015
					3—147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3—147	Ниппель	0,039
					3—147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	12	178	90	3—147	Ниппель	1,872
					3—147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3—147	Ниппель	0,012
					3—133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3—133	Ниппель	0,018
					3—133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3—133	Ниппель	0,035
					3—147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8
9	УБТ 178х90 Д	24	178	90	3–147	Ниппель	3,744
					3–147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3–147	Ниппель	0,035
					3–133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3–133	Ниппель	1,347
					3–133	Муфта	
12	СБТ G105 127х9,19	1633,65	127	108	3–133	Ниппель	50,643
					3–133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,04
					3–133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	—	82,6	3–133	Ниппель	0,8
Общий вес							59,735

Приложение Б.4

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1665–1675 м.)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренн ий диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (1665–1675 м)							
1	Бурильная головка PDC У12–215,9/101,6 SCD-3 Т	0,3	215,9	101,6	3–161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3–161	Ниппель	3,0
					3–161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3–147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	30	178	90	3–147	Ниппель	4,613
					3–147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3–147	Ниппель	0,05
					3–133	Муфта	
6	СБТ G105 127х9,19	1598,98	127	108	3–133	Ниппель	51,17
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3–133	Ниппель	0,08

Приложение В.1

Таблица В.1 – Расчёт требуемого количества бурового раствора, интервал 0- 130 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	100	100	393,7	—	1,3	15,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,27
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						11,02
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,5
Объём раствора в емкостях						15,81
Объём раствора в конце бурения интервала						15,81
Объём раствора к приготовлению						52,44
Рекомендуемый объём раствора для перевода на следующий интервал						0

Таблица В.2 – Расчёт требуемого количества бурового раствора, интервал 100-460 м

Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объём скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
100	460	360	295,3	307,3	1,15	35,73
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,05
Расчетные потери бурового раствора при очистке						19,75
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						1,8
Объём раствора в емкостях						51,61
Объём раствора в конце бурения интервала						51,61
Общая потребность бурового раствора на интервале:						68,36
Планируемый объём переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объём раствора к приготовлению:						68,36
Рекомендуемый объём раствора для перевода на следующий интервал						31,8

Приложение В.2

Таблица В.3 – Расчёт требуемого количества бурового раствора, интервал 460-1700 м

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
460	1700	1240	215,9	227,9	1,13	70,02
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,56
Расчетные потери бурового раствора при очистке						36,83
Объём циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,2
Объём раствора в емкостях						70,02
Объём раствора в конце бурения интервала						70,02
Общая потребность бурового раствора на интервале:						198,64
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						31,8
Объём раствора к приготовлению:						166,84
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						

Таблица В.4 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Общее количество										
Наименование материала	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная. Колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	57	3	103	5	90	4	249	10
Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3797	4	20510	21	17828	18	42134	42
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	57	3	247	10	214	9	517	21
ПАЦ ВВ (PolyPac R, EcoPAC HV, PAC R)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	—	—	1026	42	892	36	1917	77

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПАЦ НВ PolyPac ELV, Есорас LV, РАС L)	Регулятор фильтрации	25	72	2,84	2051	83	1783	72	3905	156
Смазочная добавка (PROLUBE, ECOLUBE, Enviro-Torq)	Снижение коэффициента трения в скважине	25	—	—	1026	42	20510	821	21536	861
Барит	Регулирование плотности	1000	300	15	—	—	—	—	300	14
Соль (NaCL, Галит)	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	1000	0	0	206	206	4457	179	9585	383
Пеногаситель (Defoam-Penta, Bara- Defoam-1 / W-300)	Предотвращение пенообразования	1000	0	0	42	2	36	12	77	3

Приложение Г.1

Таблица Г.1 – Сводный сметный расчет

№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
		Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины		
1	2	3
1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам		73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	151301
2.2	Разборка и демонтаж	1210
2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу		153101
Раздел III. Бурение и крепление		
3.1	Бурение скважины	49726
3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению		167829
Раздел IV. Испытание скважин		
4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
4.2	Испытание объекта	42595
4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию		53203

Продолжение Таблицы Г.1

1	2	3
Раздел V. Промыслово-геофизические работы		
5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам		24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	12238
6.2	Снего борьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по разделу VI		54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV		526926
Раздел VII. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII		131731
2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32932
Итого по разделу VIII		32932
ИТОГО с накладными и плановыми		691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты		
9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3
9.2	Надбавка за вахтовый метод работ 4,4%	30429
9.3	Северные льготы 2,98%	12128
9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
9.5	Авиатранспорт	43447
9.6	Транспортировка вахт	9618
9.7	Перевозка вахт	18623
9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
9.9	Топографо-геодезические работы	6200
9.10	Бурение скважины на воду	25000
9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ		335331
ИТОГО по разделам I-IX		1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы		
10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО		1072046
Подрядные работы		
Раздел XI. Авторский надзор		
11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	2144
Итого по подрядным работам		2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		1074190
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.		219349598
НДС 20 %		39482927
ВСЕГО с учетом НДС		258 832 526

Приложение Г.2

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			Количество	сумма	Количество	сумма	Количество	сумма	Количество	сумма
Оплата труда буровой бригады при без-Метражных работах (4 чел.), сут	—	27634,4	3,00	82903,16	—	—	—	—	—	—
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	—	—	—	—	—	—
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	128,496	—	—	—	—	—	—

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	—	—	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	—	—	137,49	—	274,5	—
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	—	—	—	—	—
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	10,77	—	—	—	—	—
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	—	—	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	—	—	11,5	—	22,9	—

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	—	—	—	—	—
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	6,72	—	—	—	—	—
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	—	—	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	—	—	7,1	—	14,3	—
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	—	—	—	—	—
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	6,72	—	—	—	—	—
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	—	—	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	—	—	7,1	—	14,3	—
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	—	—	—	—	—
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	99,3	—	—	—	—	—
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4
Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	—	—	—	—	3,98	611,93	18,4

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4
Техническая вода	м3	2,9	—	—	22,8	66,12	109	316,1	114

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	—	—	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3
Сода каустическая	т	220,5	—	—	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32
Содакальцинированная	т	77,5	—	—	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06
Полиакриламид	т	215,6	—	—	—	—	5,7	1228,9	16,4
КМЦ	т	1144	—	—	—	—	0,23	263,12	0,25
Биополимер	т	1350	—	—	—	—	0,9	1215	1
ПАЦ НВ	т	800	—	—	—	—	—	—	1,5
ПАЦ ВВ	т	1622	—	—	—	—	—	—	0,98
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Затраты, зависящие от объема работ									
РТ 393,7 Р419-40-1	шт	2686,4	—	—	0,14	376,1	—	—	—
TD 295,3 SVD 519- Т1.2	шт	4852,7	—	—	—	—	0,3	1455,8	—
TD 215,9 SVD 616 Т1.2	шт	5234,4	—	—	—	—	—	0,86	4501,58
PDC У6-215,9/100	шт	5232	—	—	—	—	—	0,32	1674,24

Продолжение Таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Калибратор 393,7 МС	шт	529	—	—	0,14	74,06	—	—	—	—
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	—	—	—	—	0,4	183,6	-	-
Калибратор 215 МС	шт	442,6	—	—	—	—	—	—	0,8	354,1
Транспортировка труб и долот	т	4,91	—	—	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	—	—	0		575,74		1773,7		6799	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	—	—	4740		5702,74		17490,7		42 121	
Всего по сметному расчету, Руб.	70054,44									

Приложение Г.3

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты, зависящие от объема работ								
Башмакколонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	—	—	—	—
Башмакколонный БКМ-244,5	шт	65	—	—	1	65	—	—
Башмакколонный БКМ-168,3	шт	45,5	—	—	—	—	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	—	—	15	381	—	—
Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	—	—	—	—	86	1608.2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	—	—	—	—
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	—	—	1	113,1	—	—
КОДГ-168	шт	105	—	—	—	—	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	—	—	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	—	—	1	59,15	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	—	—	—	—	1	30,12
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	—	—	—	—

Продолжение Таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Головкацементировочная ГЦУ-244,5	шт	3320	—	—	1	3320	—	—
Головкацементировочная ГЦУ-168,3	шт	2880	—	—	—	—	1	2880
Обсадныетрубы 323,9х12,1	м	37,21	40	1488,4	—	—	—	—
Обсадныетрубы 244,5х10,6	м	28,53	—	—	660	18829	—	—
Обсадныетрубы 146.1,3х7,9	м	23,67	—	—	—	—	700	16569
Обсадныетрубы 146.1х8,5	м	19,96	—	—	—	—	40	798,4
Портландцементтампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594.35	—	—
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-100	т	29,95	—	—	—	—	5.796	173.6
Техническаявода	м3	2,9	5	14,3	26.56	77	57.41	166.5
Заливкаколонны, тампонажныйцемент	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворениецемента, тампонажныйцемент	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажныйцемент	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8
Опресовкаколонны, тампонажныйцемент	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажныйцемент	агр/оп	80,6	—	—	1	80,6	1	80,6

Продолжение Таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	—	—	—	—	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировкаобсадныхтруб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировкавахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб	—	—	6770		25494		26123	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1							
Всего по сметному расчету, руб	58387							

Геолого-Технический наряд на строительство скважины

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 1700 м

Предприятие: ООО "Газпром-бурение"

Месторождение:

Оборудование:

Буровая установка: БУ 3200/200 - ЭУК

Лебедка: ЛБ - 750

Талевая система: 5х6

Ротор: З - 560

Насосы: УНБТ - 1250

Геологическая часть

Глубина, м.

Стратиграфия

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

100

200

300

400

500

600

700

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

Кембрийская

Верховенская

Днепровская

Антарская

Бельская

Усольская

Мотокская

Верхнечерновский

Архей

Система

Свита

Пласт

ЛитоLOGическое описание пород

Температура

Относительная влажность

Интеграция возможных осложнений

1

2

3

4

5

6

7